

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело
21.03.01.02. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на
скважинах Ванкорского месторождения
тема

Руководитель _____ кандидат технических наук, доцент Е.В. Безверхая
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Р.И. Трушин
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломной работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта

Е.В. Мусияченко

подпись дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

О.В.Помолотова

подпись дата

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 2016 г

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Трушину Роману Игоревичу

Группа ГБ12-04 Направление (специальность) 21.03.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на скважинах Ванкорского месторождения (Красноярский край)

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая, кандидат технических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, данные по скважинам Ванкорского месторождения (шахматка)

Перечень разделов ВКР 1. Геологическая часть, 2. Технологическая часть, 3. Специальная часть, 4. Экология и безопасность жизнедеятельности .

Руководитель ВКР _____

Е.В.Безверхая

Задание принял к исполнению _____

Р.И.Трушин

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа
Оптимизация работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях НГДУ
«Ванкорнефть»

**ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, УСТАНОВКА
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, ОПТИМИЗАЦИЯ.**

Настоящая бакалаврская работа содержит 70 страниц, 13 таблиц, 7 рисунков, 35 формул, 9 графиков.

В данной бакалаврской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки ЗАО «Ванкорнефть», общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов, анализ работы фонда скважин и причины выхода из строя УЭЦН.

По итогу бакалаврской работы был произведен расчет оптимизации работы пяти скважин данного месторождения, рассчитаны технологический и экономический эффекты от мероприятия, освещены вопросы безопасности и экологичности при эксплуатации скважин установками погружных электроцентробежных насосов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1. Общая и геологическая части.....	9
1.1 Географическое и административное положение месторождения.....	9
1.2 Природно-климатические условия района.....	12
1.3 Геологическое строение месторождения.....	13
1.4 Нефтегазонасть.....	16
1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	18
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов.....	21
1.6.1 Свойства пластовых нефтей.....	21
1.6.2 Свойства попутного газа.....	23
1.6.3 Свойства и состав пластовых вод.....	25
1.7 Углеводородные запасы.....	28
2. Технологическая часть.....	30
2.1 Характеристика текущего состояние разработки месторождения.....	30
2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	34
3. Специальная часть.....	35
3.1 Общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов на Ванкорском месторождении.....	35
3.1.1 Установка погружных электроцентробежных насосов.....	35
3.1.2 Преимущества и недостатки УЭЦН по сравнению с ШСНУ.....	37
3.1.3 Оптимальные условия работы эксплуатации установки электроцентробежного насоса.....	39
3.1.4 Анализ фонда скважин, оборудованных УЭЦН по НГДУ «Ванкорнефть».....	40
3.1.5 Причины преждевременного ремонта скважин с УЭЦН.....	44
3.2 Проект мероприятий по улучшению работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.....	46
3.2.1 Пути оптимизации работы скважин.....	46
3.2.2 Подбор оборудования установки электроцентробежного оборудования.....	48
4. Экология и безопасность жизнедеятельности.....	65
4.1 Охрана окружающей среды.....	65
4.2 Основные вредные и опасные факторы в процессе производства.....	66
4.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.....	68
4.4 Средства индивидуальной защиты.....	69
4.5 Основные мероприятия по охране природной среды.....	70
Заключение.....	71
Список сокращений.....	72
Список используемых источников.....	73

ВВЕДЕНИЕ

В последние 70 лет, начиная с 40-х годов, на промыслах наряду с привычными установками штангового скважинного насоса начали применяться установки погружных электроцентробежных насосов.

Работы по созданию погружных электроцентробежных насосов велись с 1940 года в Бюро глубоководных электрических машин Нефтемашпроекта, однако, первые промышленные конструкции были разработаны после организации в 1950 году в системе нефтяной промышленности особого конструкторского бюро по бесштанговым насосам.

Наряду с насосами для добычи нефти были спроектированы насосы для добычи воды для снабжения системы ППД и коммунального хозяйства.

Необходимость создания погружных электроцентробежных насосов была продиктована интенсификацией добычи нефти, требовался насос с большими подачей и напором, который имел бы небольшие поперечные размеры и мог бы размещаться в узких скважинах. В таких условиях наиболее рациональным является многоступенчатый насос центробежного типа.

Компоновка с поверхностным приводом через колонну штанг, таким как у ШСНУ, была не приемлема, что послужило толчком к созданию погружного двигателя высокой мощности. Рациональным решением был погружной электродвигатель с подводимым с поверхности по кабелю питанием. Для защиты двигателя от попадания в него пластовой жидкости, были созданы различные типы уплотнительных устройств, к наиболее распространённым относятся торцевые и лабиринтные уплотнительные секции.

В ходе своего многолетнего развития и усовершенствования установка погружного электроцентробежного насоса не претерпела значительных изменений в устройстве. Тенденция развития определилась увеличением надёжности.

Другой особенностью УЭЦН является наземное оборудование, а значит простота монтажа и обслуживания на промысле.

Сдерживающим фактором для повсеместного внедрения УЭЦН оказалось сложность конструкции подземного агрегата, и как следствие его большая стоимость приобретения и последующего обслуживания.

Также с большим сдерживанием идет развитие насосов на малые подачи. Появившиеся в последнее время УЭЦН-10 и УЭЦН-20 на подачи 10 и 20 м³/сут соответственно, на промыслах зарекомендовали себя не очень хорошо, показав низкий межремонтный период работы.

Очень важным вопросом сегодня является – вопрос грамотного подбора типоразмеров УЭЦН к конкретным скважинам, для обеспечения надёжного вывода на режим и последующей работы. Существуют множество методик подбора оборудования разных авторов, но по различным причинам они не приживаются на промыслах, где подбор оборудования производится по нескольким расчетным формулам, что не обеспечивает необходимой точности. Очень много установок не выходят на режим и останавливаются из-за

просчетов при подборе оборудования.

Целью данной ВКР является грамотный подбор типоразмеров УЭЦН к конкретным скважинам для обеспечения их надежной работы и снижения затрат на извлечение нефти.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТИ

1.1. Географическое и административное положение месторождения

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. при бурении скважины Вн-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 г. при испытании скважины Вн-6.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Туруханском районе, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, на территории Дудинского района, Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения. Площадь месторождения составляет 447 кв. км (рисунок 1.1).

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на км². В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка – 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Расчетный период эксплуатации месторождения — 35 лет.

В 2014г. на Ванкоре добыто 22 миллиона тонн нефти и газового конденсата, что превышает прошлогодний результат на 2,6%. Сегодня суточная добыча составляет более 60 тысяч тонн. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре - один из самых высоких в России. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтедобычи полностью автоматизирован.

В апреле 2015г. из недр Ванкора извлечена стомиллионная тонна нефти с начала промышленной эксплуатации (август 2009г.).

Всего на месторождении будет пробурено 425 эксплуатационных скважин, из которых 307 – горизонтальные. Поставки нефти с месторождения осуществляются на Дальний Восток страны через Восточный нефтепровод. Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 543-километровый (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов) нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти», рассчитанный на прокачку объемов УВ 25млн.т/год.

С 27 апреля 2014 года осуществляется коммерческая сдача газа в единую газотранспортную систему страны. С ноября 2013 года ведется закачка попутного нефтяного газа в пласт. А с 2010-го года газ Ванкора является топливом для Ванкорской газотурбинной электростанции, поставляющей эклектическую и тепловую энергию на объекты месторождения, тем самым делая производство одним из самых крупных автономных нефтяных предприятий. В 2015 году ввод в эксплуатацию всех проектных объектов по сбору попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении обеспечит его полезное использование на уровне 95 процентов.

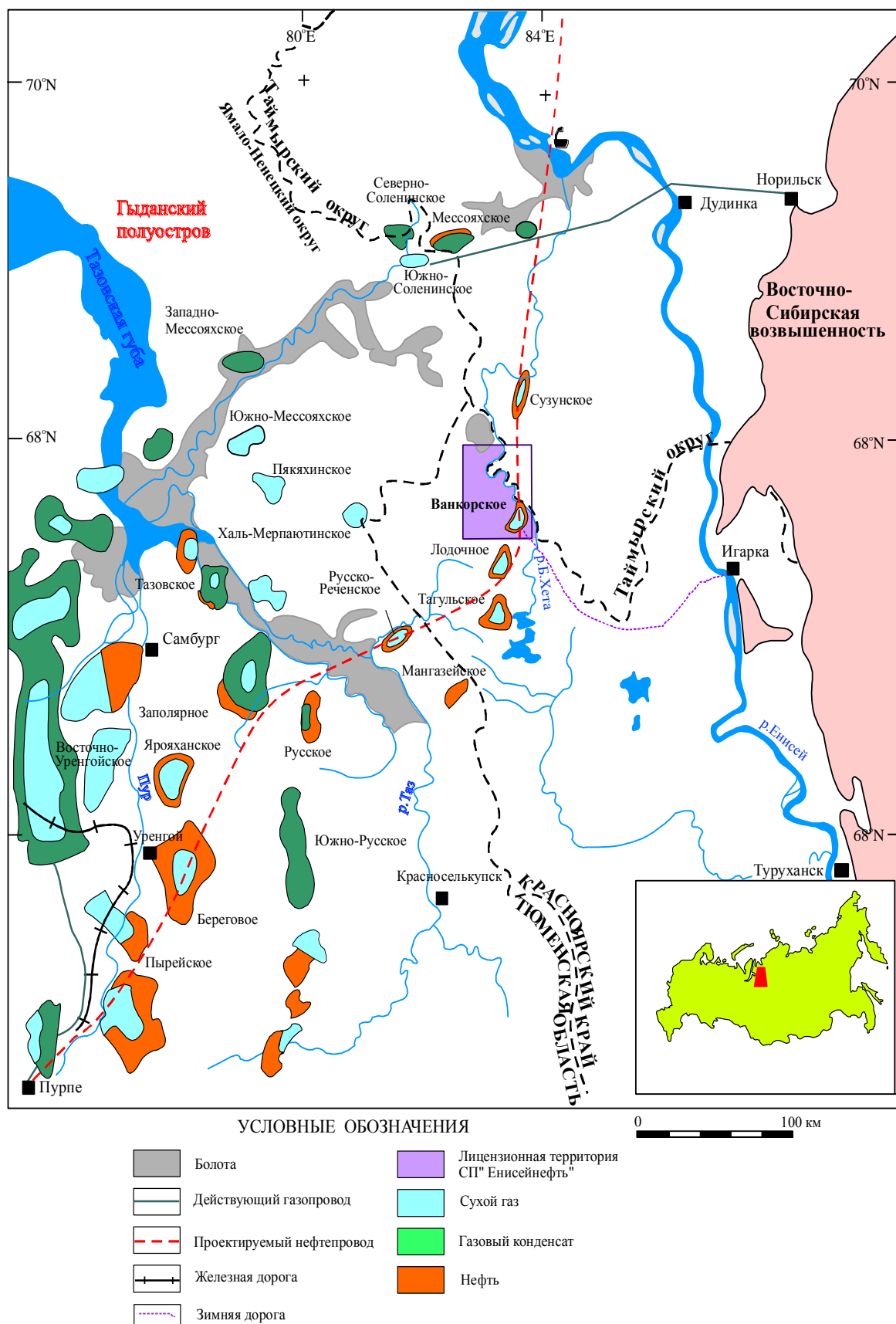


Рисунок 1.1 - Обзорная карта месторождения

1.2. Природно-климатические условия района

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.3. Геологическое строение месторождения

Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

Нижнехетская свита (K_{1br-v_1}) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I^Д. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_{1v_1-h}) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.

Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелице под обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита ($K_{1a_1-al_3}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием

глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварц полевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^B. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения *долганской свиты* ($K_{1al3}-K_{2s}$) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты ДлI-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K_{2t1}) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K_{2t2-st}) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения *салпадаяхинской и танамской свит* (K_{2kp-m}) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

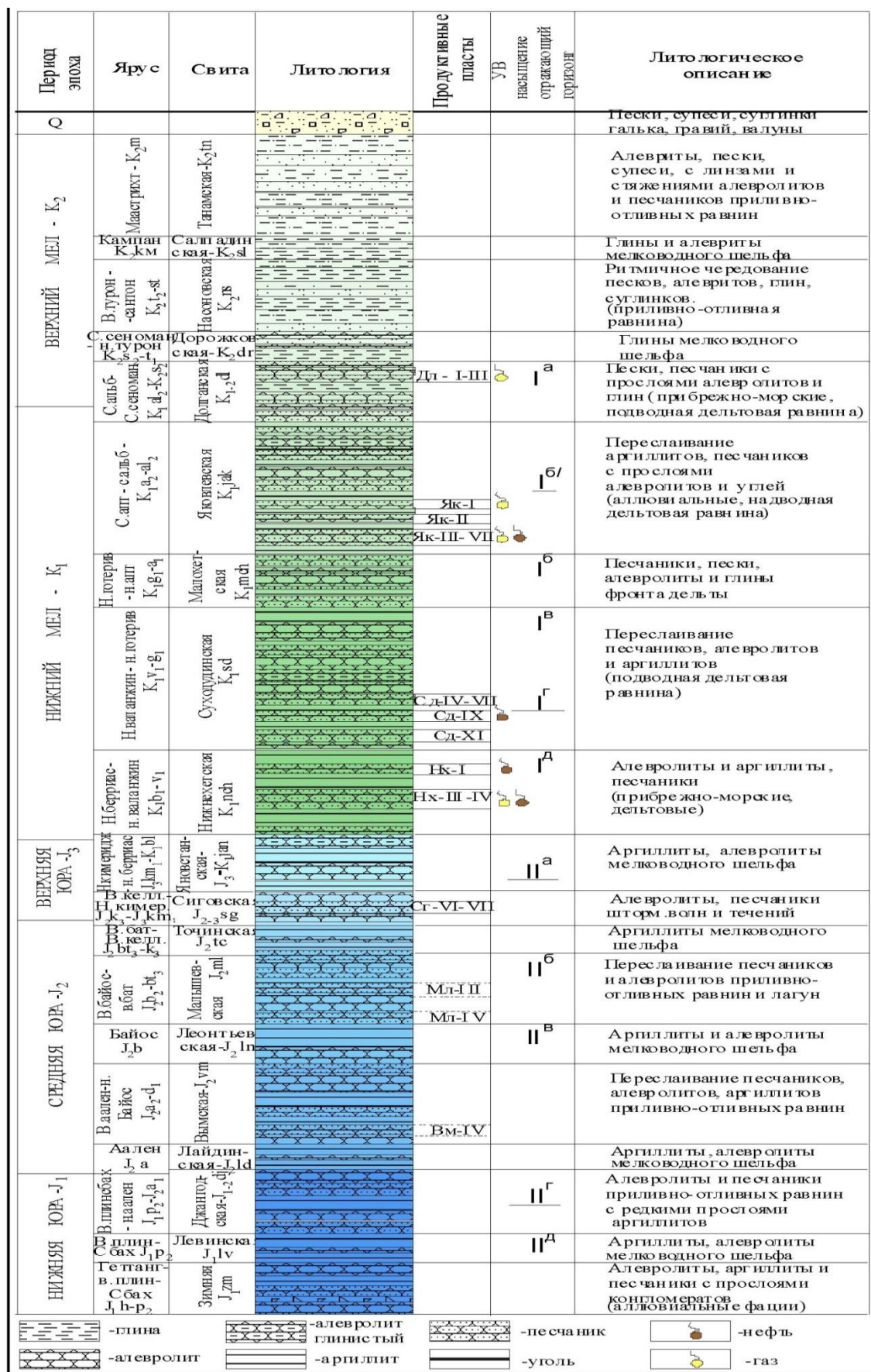


Рисунок 1.2 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

1.4. Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд- IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 /	0,30 /	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	20	240

Окончание таблицы 1.1

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчлененность	5,0	2,8	2,6	15,2	3,5	3,0	11,0
Начальная пластовая температура, °С	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	-	-	-	8,9	1,0	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	0,850	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	-	-	0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760
Объемный коэффициент нефти				1,120	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,2	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	61	177	202	211
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с	0,92	0,92	0,92	0,92	-	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,007	1,010	1,010	1,010	-	1,004	1,008
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴							
нефти	-	-	-	5,7	1,6	18,2	18,3
воды	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

1.5. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неясно слоистыми за счет включения плотного алевролита.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна и ГИС приведены в таблице 1.2. Ряды распределения проницаемости по коллекторам яковлевской и нижнехетской свит приведены на рисунке 1.1.

Таблица 1.2 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по скважинам Ванкорского месторождения

Объекты	Метод определения	Наименование	Проницаемость, Кпр, мД	Пористость Кп, %.	Начальная нефтенасыщенность, Кн, %.
Яковлевская свита	Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	98	110	
		Среднее значение	300,3	24,2	
		Интервал изменения	0-1949.8	12.4-32.1	
	Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.		197	87
		Среднее значение	512.4*	29,7	53,7
		Интервал изменения		15.8-43	14.5-82.2
Нижнехетская свита	Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	197	206	
		Среднее значение	50,1	17,9	
		Интервал изменения	0-1387	10.1-30.2	
	Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.		146	108
		Среднее значение	42.3*	19,8	50,8
		Интервал изменения		7-26	28.1-70.3

* - проницаемость по ГИС вычислялась по средним значениям для свит в скважинах.

Количество определений не указывается т.к. они выполнены в непрерывном (поточечном) режиме.

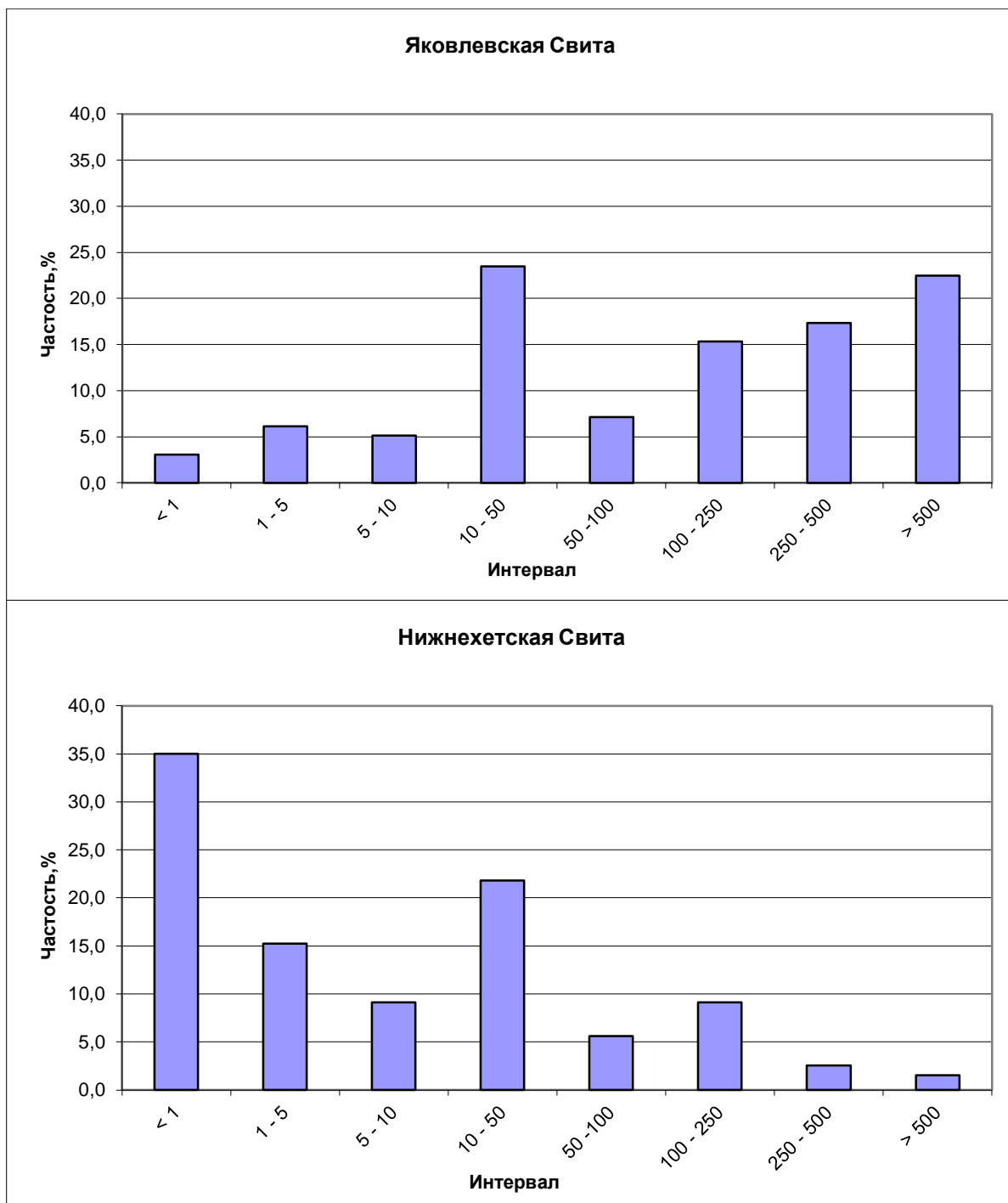


Рисунок 1.1 - Ряды распределения проницаемости по коллекторам

1.6. Свойства и состав пластовых флюидов

1.6.1. Свойства пластовых нефтей

Таблица 1.3 - Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
м ³ /м ³	58,3	186,7	188,8	-
м ³ /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , г/см ³				
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , мПа·с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350 °С от 38 до 77 % объемных.

Пласт Сд-IX

Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуется как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300 °С - 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует.

Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8% (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C₆+ - 1,45 %), чем газ пласта НХ- III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 - 839,2 кг/м³).

Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким.

Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Газ для пластов НХ-III-IV относится к сухим - среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Залежи пластов Як-III-VII и НХ-III-IV характеризуются наличием газовой шапки, поэтому пластовое давление на уровне ГНК равно давлению насыщения. Это обстоятельство затрудняет отбор корректных глубинных проб нефти, т. к. депрессия при отборе пробы вызывает разгазирование пластовой нефти.

1.6.2.Свойства попутного газа

Таблица 1.4 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Параметр	Ванкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот +редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13	-	0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаныСб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот + редкие в т.ч. гелий	0,68		0,28		0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаныСб+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					

Окончание таблицы 1.4.

Параметр	Ванкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
	0,90		0,84		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
-нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1
Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35		0,03
-азот +редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34		0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	-газа, кг/м ³	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны Сб+	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,89		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,72		
-нефти, кг/м ³		839,2		845,1	688,2

1.6.3. Свойства и состав пластовых вод

Таблица 1.5 - Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
Пласты Дл-I-III		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1006,8-1011,0	1007,4
- в условиях пласта	-	1006,4
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	1,2
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,002
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	3418,8-5000,6/148,7-217,1	4572,2/198,6
Ca ⁺²	108,4-707,2/5,4-35,3	422,7/21,1
Mg ⁺²	36,5-60,4/3-4,9	53,8/4,4
Cl ⁻	5390-9035,2/151,8-254,8	7815,0/220,3
HCO ₃ ⁻	237,9-335,5/3,9-5,5	291,2/4,8
CO ₃ ⁻²	15-18/0,5-0,6	18/0,6
SO ₄ ⁻²	1,2-37,4/0,03-0,8	10,5/0,2
NH ₄ ⁺	6,1-9,8/0,3-0,5	8,6/0,5
B ⁻	1,9-10	6,7
Г	9,9-10,2/0,08	10/0,1
Br ⁻	25-33,9/0,3-0,4	31,5/0,4
Общая минерализация, г/л	9,3-15,1	13,2
Водородный показатель, рН	7-8	7,5
Жесткость общая, (мг-экв/л)	8,9-40,3	25,5
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Пласты Як-III-VII		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1010,0-1011,0	1010,0
- в условиях пласта	-	1005,8
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,8
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,007
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	5041-5559,4/218,1-240,8	5353,1/231,8
Ca ⁺²	391,6-694,4/19,5-34,6	539,4/26,9
Mg ⁺²	73,1-120,4/6,0-9,9	102,3/8,4
Cl ⁻	8366,4-9440,2/235,9-266,2	9080,4/256,1
HCO ₃ ⁻	97,6-451,4/1,6-7,4	315,2/5,2
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	0,8-4,9/0,02-0,1	2,9/0,1
NH ₄ ⁺	6,7-10,0/0,2-0,6	8/0,4
B ⁻	1,6-4,0	2,5
Г	1,7-11,4/0,01-0,1	8,0/0,1

Продолжение таблицы 1.5

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
Общая минерализация, г/л	14,4-16,2	15,5
Водородный показатель, рН	7,1	7,1
Жесткость общая, (мг-экв/л)	28,9-44,5	35,2
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Пласт НХ-I		
Газосодержание, м³/м³	-	2,9
Плотность воды, кг/м³		
- в стандартных условиях	997,5-1013,3	1004,0
- в условиях пласта	-	993,3
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,019
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	419,3-6069,0/18,2-263,9	3363,4/145,6
Ca ⁺²	60,1-693/2,7-34,5	446,4/22,3
Mg ⁺²	9,7-72,4/1,0-6,0	31,71/2,7
Cl ⁻	280-13860/86,8-302,4	6251,0/176,3
HCO ₃ ⁻	96-3062,2/1,6-50,2	585/9,7
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	12,3-130,0/0,3-2,7	55,4/1,5
NH ₄ ⁺	12,8-23,0/0,7-1,3	16,4/0,9
B ⁻	0,1-4,9	2,02
I ⁻	0,3-9,4/0,002-0,1	4,1/0,03
Br ⁻	39,9-45,2/0,5-0,6	42,4/0,5
Общая минерализация, г/л	1,6-16,2	13,1
Водородный показатель, рН	6,9-7,7	7,3
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-150,5	59,7
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Пласты НХ-III-IV		
Газосодержание, м³/м³	-	3,1
Плотность воды, кг/м³		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	2461,9-6410,1/107,0-276,1	3740,4/161,6
Ca ⁺²	45,1-765,5/2,3-38,2	160,8/8,0
Mg ⁺²	3,7-75,9/0,3-6,2	31,4/2,6
Cl ⁻	3150-10680,6/88,8-3754,4	5523,9/155,7
HCO ₃ ⁻	214,0-3123,2/3,5-51,2	871,0/14,3
CO ₃ ⁻²	36-45/1,2-1,5	40,5/1,4
SO ₄ ⁻²	3,3-213,9/0,1-4,5	37,3/1,0
NH ₄ ⁺	1,7-17,5/0,1-0,9	8,7/0,4

Окончание таблицы 1.5

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
В^-	2,9-20,3	15,0
Γ	0,25-10,3/0,02-0,1	5,4/0,1
Br^-	16,6-39,9/0,2-0,4	27,3/0,4
Общая минерализация, г/л	6,5-20,8	9,3
Водородный показатель, pH	6,8-7,8	7,2
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-74,8	39,1
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	

1.7. Углеводородные запасы

Ванкорское месторождение – крупнейшее из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Оно относится к разряду уникальных месторождений по своим геологическим запасам. Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2015 г. составляют 476 млн. тонн нефти и конденсата, 173 млрд. кубометров газа (природный + растворенный). В 2014 году на Ванкоре добыто 22 млн. т нефти, что превышает прошлогодний результат на 2,6%. Суточная добыча (по состоянию на 01.03.2015) — более 60 тысяч тонн. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре один из самых высоких в России и составляет около 42%. Добыча 100-миллионной тонны нефти ожидается в апреле 2015 года. Объем запасов на 01.01.2015г. представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Оценка запасов Ванкорского месторождения

Ванкорское месторождение	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C ₁)		Добыча нефти		% выработки запасов в нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2014 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
	K ₁ / Як 3-7	621 559	287 160	14 494	61 985	21,6	225 175	13 085
	K ₁ / Сд 9	5 349	1 728	11,9	20,3	1,17	1 707,7	579
	K ₁ / Нх 1	129 557	48 067	1 331,9	5 669,3	11,8	42 398	1 675
	K ₁ / Нх 3-4	334 307	139 056	6 167,4	25 425	18,3	113 631	2 441
Итого:		1090772	476 011	22 005	93 100	19,56	382 911	23 044

На рисунке 1.3 изображен литолого-стратиграфический разрез Ванкорского месторождения.

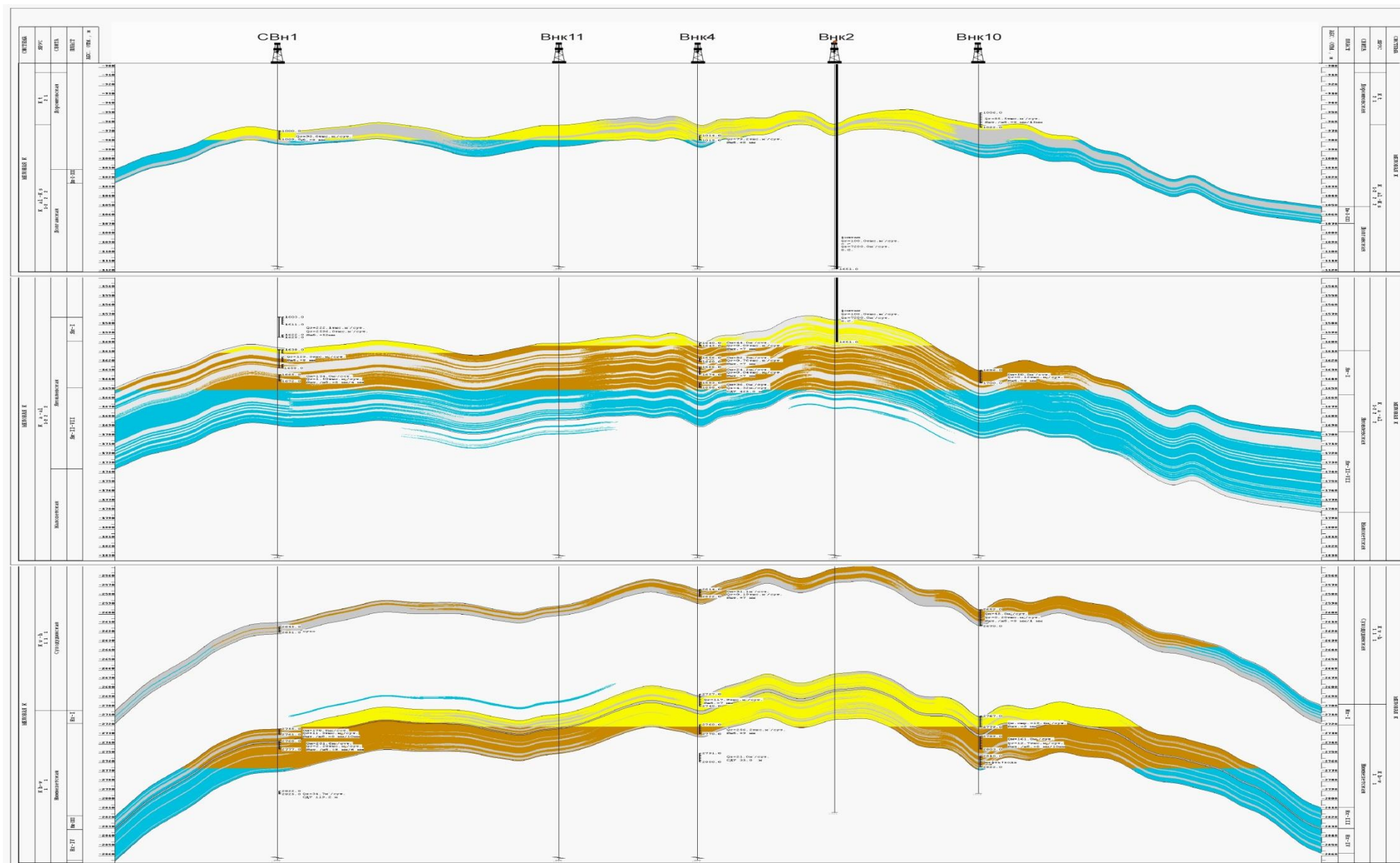


Рисунок 1.3 - Литолого - стратиграфический разрез

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть: Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV

По состоянию на 01.04.15 г. на Ванкорском месторождении пробурено 408 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, 398 относятся к действующему фонду скважин, в т.ч. 251 скважин на объект Як-III-VII, 89 скважины на Нх-III-IV, 57 скважин на Нх-I, и 1 скважина в пласт Сд-IX.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. На графиках 2.1, 2.2 представлены динамики основных показателей разработки Ванкорского месторождения.

Таблица 2.1 - Основные показатели состояния разработки Ванкорского месторождения

Показатели	На 01.04.2015г				
	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Сд-IX	Итого
Суточная добыча нефти, т.	39571,5	16758,4	3 665,4	50	60253,3
в т.ч. ФОН	276,8	4065,5	104,3		4446,6
ЭЦН	41294,7	11192,9	4309,8	9,3	55806,7
Суточная добыча жидкости, т.	97406	26067	8070	43	131586
в т.ч. ФОН	402	5020	128	0	5550
ЭЦН	97004	21047	7942	43	126036
Накопленная добыча нефти, тыс.т	65585	27433	6109	21,1	99148
% добычи нефти по пласту от общей добычи	66,1	27,7	6,1	0,02	100
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	103 948	36 914	7 884	40,5	148 786
Средняя обводненность пласта, %	49	31	26	43	44
Годовая закачка воды, м ³	24679,1	5 909	1 755,1	0	32 343,1
Годовая закачка газа, млн. м ³		1 728,2			1 728,2

Окончание таблицы 2.1

Действующий фонд добывающих скважин	251	89	57	1	398
Действующий фонд нагнетательных скважин	67	34	26	0	127

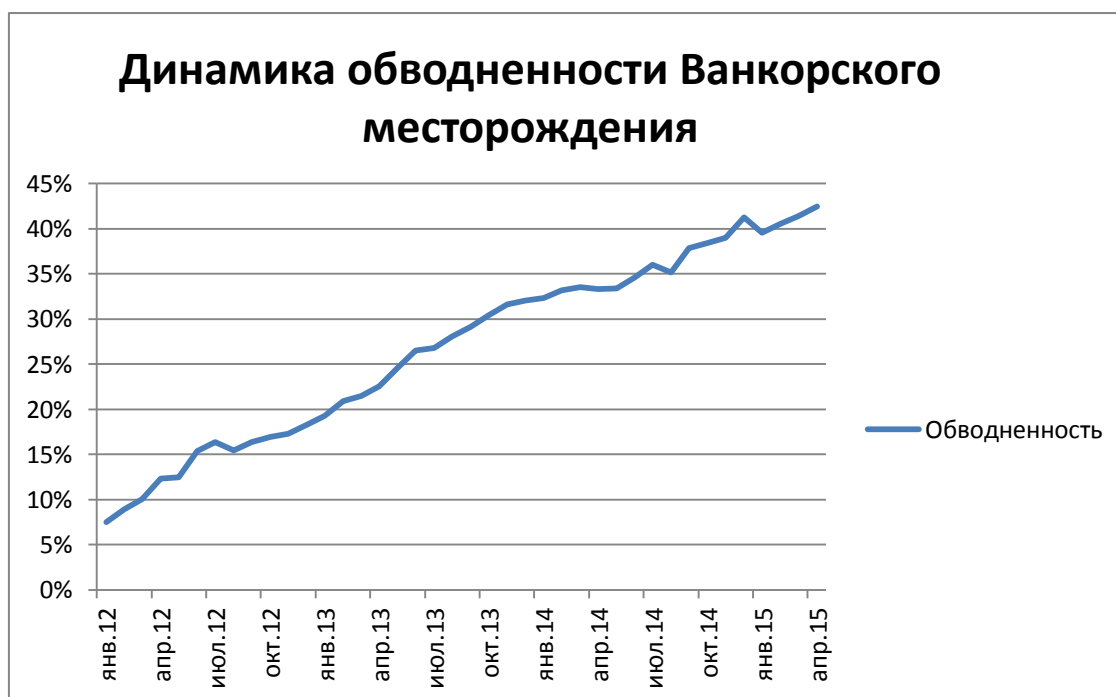


Рисунок 2.1 - Динамика обводненности Ванкорского месторождения

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

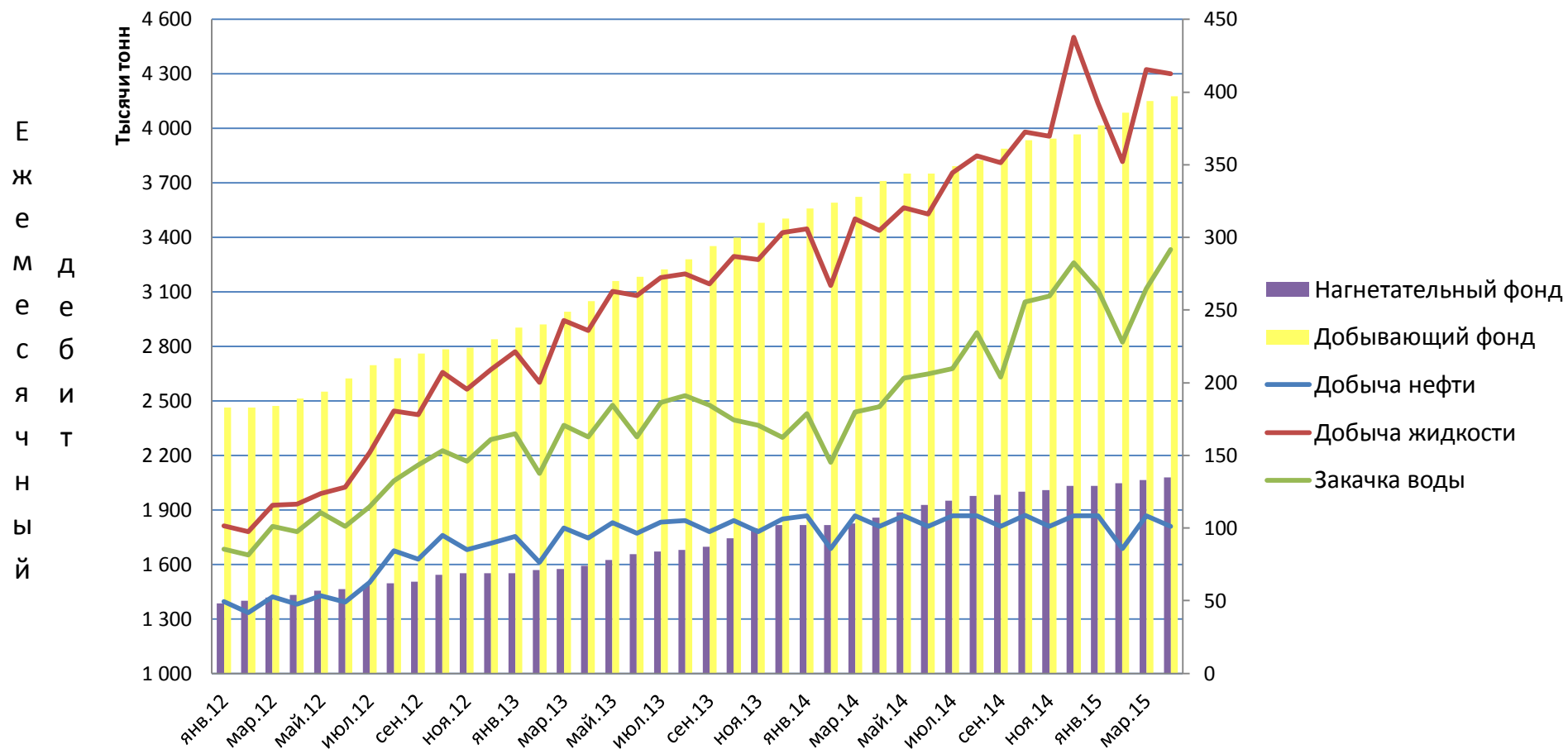


Рисунок 2.2 - Динамика основных показателей Ванкорского месторождения

Накопленная добыча нефти на 01.04.2015 года – 99 148 тысяч тонн, что составляет 22,83% от начальных извлекаемых запасов. Средняя обводненность по месторождению составляет 43%, это на 10% больше, чем обводненность в марте 2014 года и на 22%, чем в 2013. Среднемесячный дебит по нефти 1868000 тонн, примерно такой же в марте прошлого года. Фонд добывающих скважин составляет 394 штук, что на 66 больше, чем год назад. Анализируя эти данные, можно сделать вывод, что средний дебит нефти, приходящийся на одну скважину по месторождению, снизился на 16,7%.

2.2. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В 2012 году добыто 18310,4 тыс.т. нефти (17941тыс.т. по проекту), добыто на 2% процента больше, чем по проекту, жидкости добыто 26436 тыс.т (23517 тыс.т. по проекту), что на 12,4% больше, чем закладывалось. Закачка воды составила 23428тыс.т. Обводненность за год выросла с 7% до 18%, против 13,1% по проекту. Добывающий фонд концу года составил 233 скважины. Среднесуточный дебит по месторождению 50029 т/сут.

За 2013 год добыча: нефти 21440 тыс. т (факт), 25282 тыс. т (проект, отклонение –16%), и жидкости 36911тыс.т (факт) тыс.т, 35122тыс.т (проект), что на 5% больше, чем по проекту. Нефти добыто меньше, чем по проекту, ввиду быстрой обводненности пластов. Закачено воды 28426 тыс. м³, и газа 133,9 млн.м³ в пласт НХ-III-IV, обводненность – 32%, по проекту 18,3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 317 ед., среднесуточный дебит по нефти 58740 т/сут, по жидкости 101128 т/сут..

В 2014 году добыто 22005 (25465 по проекту) тыс.т нефти, 44470 (37768 по проекту) тыс.т. жидкости. Несоответствие фактического дебита проектному связана с быстрым обводнением месторождения. Закачка воды составила 32343 тыс. м³, газа 1728 млн.м³ обводненность выросла до 41%, (24% по проекту). Действующий фонд добывающих скважин составил 373 шт., среднесуточный дебит по нефти 60290 т/сут, по жидкости 121837 т/сут.

Проводя анализ проектных и фактических показателей последних трех лет, можно наблюдать отставание добычи по нефти и превышение добычи по жидкости. Это связано с быстрым обводнением Ванкорского месторождения.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов на Ванкорском месторождении

3.1.1. Установка погружного электроцентробежного насоса

Погружные центробежные электронасосы предназначены для добычи нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины. Они должны обеспечивать безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворенными в них различными солями, газы (в том числе сероводород), механические примеси, преимущественно в виде песка.

Установка ЭЦН состоит из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и колонны НКТ.

Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос, гидрозащиту и электродвигатель. Он (агрегат) спускается в скважину на колонне НКТ, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны.

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы — 5, 5А и 6:

- установки группы 5 поперечным габаритом 112 мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121.7 мм;
- установки группы 5А поперечным габаритом 124 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 130 мм;
- установки группы 6 поперечным габаритом 140.5 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 148.3 мм.

Электроэнергия от ГТЭС через трансформатор и станцию управления по кабелю, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепежными поясами (хомутами), подается на электродвигатель, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса. ЭЦН подает жидкость по колонне НКТ на поверхность.

Погружной насос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и гидрозащиты имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

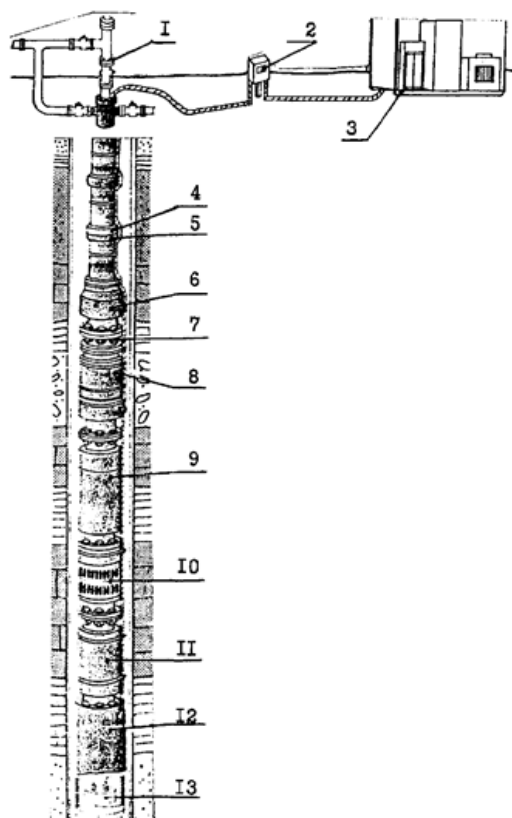
Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа, чтобы он не попадал в насос, на глубину до 250 - 300 м, а иногда до 600 м.

Для предохранения электродвигателя от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости и компенсации изменения объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также при утечке масла через неплотности служит гидрозащита. Гидрозащита включает в себя протектор и компенсатор.

Электроэнергия подводится к погружному двигателю по специальному трехжильному кабелю. Сечение токопроводящих жил кабеля выбирают в зависимости от мощности погружного электродвигателя и глубины его спуска. КРБК может использоваться в скважине только 1 раз до СПО

Управление и защита электродвигателей погружных центробежных насосов осуществляется с помощью комплекса аппаратуры, смонтированной в станции управления. Станция управления с помощью специального переключателя дает возможность установить три режима работы управления: ручной, автоматический и программный.

Основными параметрами центробежных насосов являются его подача Q (в м³/сут) и развиваемый напор H (в м). Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята данным насосом. Напор насоса и его подача взаимозависимые величины: чем выше развиваемый напор, тем ниже его подача. В паспортных данных насоса обычно указывается значения напора насоса и его подачи при максимальном к.п.д. установки.



1 — оборудование устья скважин; 2 — пункт подключательный выносной; 3 — трансформаторная комплексная подстанция; 4 — клапан спускной; 5 — клапан обратный; 6 — модуль-головка; 7 — кабель; 8 — модуль-секция; 9 — модуль насосный газосепараторный; 10 — модуль исходный; 11 — протектор; 12 — электродвигатель; 13 — система термоманометрическая.

Рисунок 3.1 - Установка погружного центробежного насоса

3.1.2. Преимущества и недостатки УЭЦН по сравнению с ШСНУ

На сегодняшний день основной фонд добывающих скважин механизирован и состоит практически из двух видов насосных установок: ШСНУ и УЭЦН.

Установка глубинного штангового насоса состоит из плунжерного насоса, насосных труб, штанг и станка-качалки с электродвигателем, редуктором, устройством преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное движение балансира.

Глубинный штанговый насос располагают в скважине на определенной глубине ниже уровня жидкости. Привод насоса устанавливают на поверхности у устья скважины. Движение плунжера осуществляется посредством штанг, свинченных между собою и пропущенным внутри колонны НКТ.

При работе электродвигателя его вращательное движение передается при помощи кривошипа и шатуна балансиру станка-качалки, который совершает возвратно-поступательное движение. Число качаний колеблется от 5 до 15 в минуту. Подача насоса зависит от длины хода, диаметра и числа двойных ходов плунжера.

Это простое в конструктивном исполнении устройство стало самым распространенным способом механической добычи нефти.

Однако, несмотря на относительную простоту конструкции и широкое применение в нефтедобывающей промышленности, установки глубинных штанговых насосов имеют много недостатков. Основным их недостатком является наличие механической связи между станком-качалкой и насосом в виде длинной колонны штанг, которая, не обладая достаточной прочностью и ограничивая передаваемую насосу мощность, снижает надежность и межремонтный срок работы установки и скважины. Под действием знакопеременных нагрузок, возрастающих с увеличением глубины подвески насоса и отбора жидкости, часто происходит аварии в результате обрыва и отвинчивания (отворота) штанг.

Другие недостатки данного способа эксплуатации:

- ограниченная производительность;
- большая металлоемкость, громоздкость;
- наличие вращающихся и движущихся частей на поверхности;
- неполная герметизация устья скважины.

Значительно усложняются условия механизированной добычи нефти в связи с ростом обводненности пластов и форсированными отборами жидкости.

Из приведенных выше описаний следует, что скважины, оборудованные УЭЦН, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубинонасосными установками.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки

электроцентробежных насосов более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового скважинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитных кожухов, в зависимости от климатических условий может быть установлено непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке.

В-третьих, при эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска насосно-компрессорных труб лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по нормам времени не более 2 – 3 ч.

Характерной особенностью установок электроцентробежных насосов является простота обслуживания, экономичность и относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управления электронасосом.

Но установки электроцентробежных насосов обладают и серьезными недостатками:

- существенное снижение эффективности их работы при откачке высоковязких жидкостей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании в продукции скважины свободного газа;
- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к его изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

3.1.3. Оптимальные условия эксплуатации УЭЦН

1. Содержание воды в добываемой продукции не более 99 %.
2. Содержание механических примесей не более:
 - для насосов обычного исполнения – 0,1 г/л;
 - для насосов износостойкого исполнения – 0,5 г/л.
3. Содержание сероводорода не более:
 - для насосов обычного исполнения – 0,01 г/л;
 - для насосов износостойкого исполнения – 1,25 г/л.
4. Максимальное объемное содержание газа на приеме насоса не более:
 - для установок без газосепаратора – 25 %;
 - для установок с газосепаратором – 55 %.
5. Микротвердость частиц не более 5 баллов по Моосу.
6. Водородный показатель для насосов коррозионностойкого исполнения 6–8,5.
7. Температура перекачиваемой жидкости не более 90 °С.
8. Минимальное допустимое снижение изоляции системы “кабель-ПЭД” – 0,03 МОм.
9. Темп набора кривизны не более:
 - в зоне прохождения УЭЦН – 12 °/м;
 - в зоне работы УЭЦН – 18 °/м.
10. Зенитный угол в зоне работы УЭЦН не более – 400.

Выводы

Установки погружного электроцентробежного насоса можно использовать для добычи большого количества жидкости из самых глубоких и наклонно направленных скважин, где нельзя установить другое оборудование. Применение УЭЦН не требует каких-либо сооружений или фундаментов и позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любых районах в любое время года. УЭЦН не требует постоянного ухода и наблюдения за работой. Добыча жидкости скважинами, оборудованными УЭЦН, обходится значительно дешевле, межремонтный период работы этих скважин больше по сравнению с другими видами механизированной добычи.

3.1.4 Анализ фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов по НГДУ «Ванкорнефть»

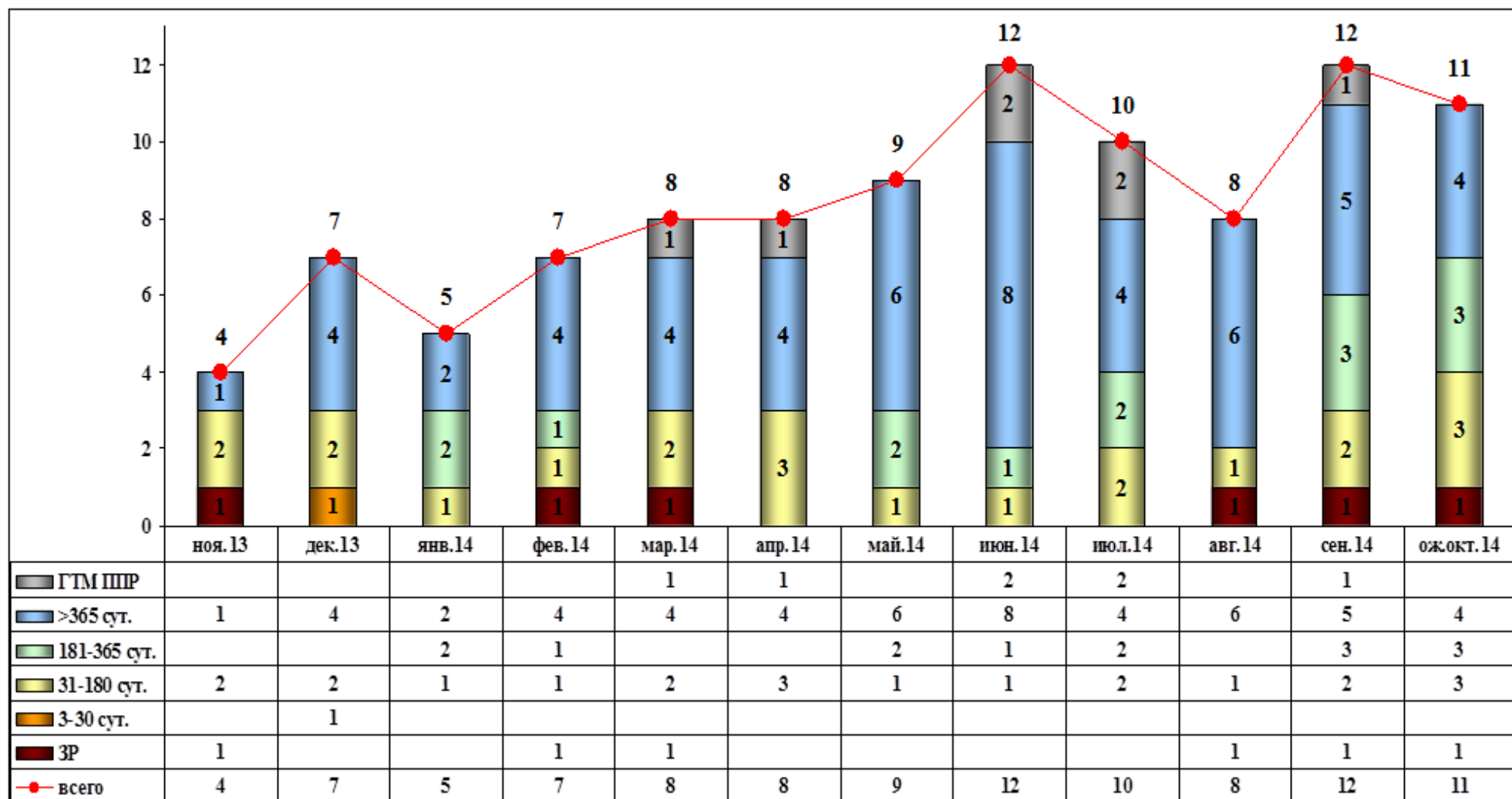
По состоянию на 1 марта 2015 г. эксплуатационный фонд скважин составляет 404 штуки, из них 380 оборудованы установками ЭЦН. Действующий фонд скважин с УЭЦН составляет 370. В бездействии находится 10 скважин, что составляет 2,63% эксплуатационного фонда скважин оборудованных УЭЦН.

Динамика изменения действующего фонда УЭЦН с ноября 2013 по октябрь 2014 года представлена на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Динамика изменения действующего фонда УЭЦН

Динамика отказов УЭЦН по наработкам за тот же период представлена на рисунке 3.2



Рисунке 3.2 - Динамика отказов работы УЭЦН по наработкам

За 2014 год силами цехов подземного ремонта скважин и ОТКРС проведено 78 ремонтов скважин оборудованных УЭЦН, что на 12 ремонтов больше, чем в предыдущем году. Из фонда действующих скважин на 2014 год у 120 скважин текущая наработка составляла менее 180 суток, у 83 скважин – 180-365, еще 93 скважины работают более 1 года и 50 скважин более 2 лет.

На графике 3.3 показано число ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН, и удельное число ремонтов приходящихся на одну скважину за 2011 – 2014 годы.

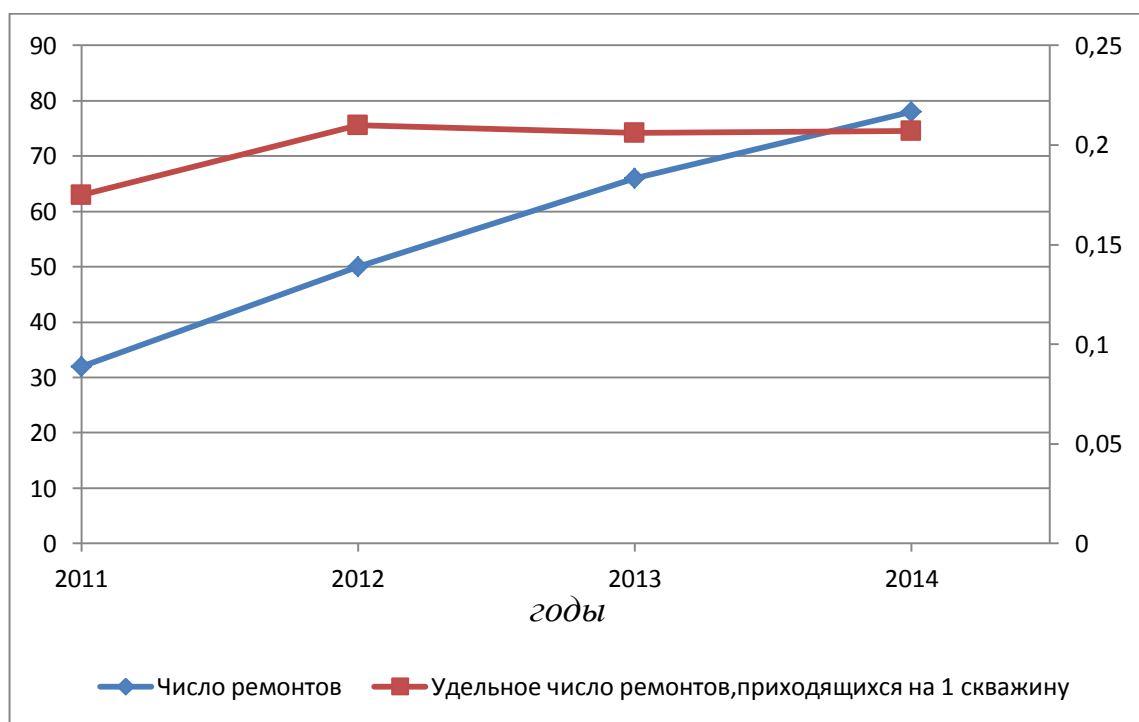


Рисунок 3.3 - Ремонты скважин, оборудованных УЭЦН за 2011-2014 годы

Как видно из рисунка 3.3 удельное число ремонтов приходящихся на одну скважину действующего фонда немногоснизилось, при том, что количество ремонтов по фонду увеличилось. Это связано с ростом добывающих скважин.

За 2014 год межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, в целом по НГДУ «Ванкорнефть» составил 1043 суток, что десять суток больше, чем за предыдущий год. На рисунке 3.5 показаны МРП работы скважин, оборудованных УЭЦН по Ванкорскому месторождению за последние годы.

МРП скважин, оборудованных УЭЦН, по цеху добычи нефти и газа НГДУ «Ванкорнефть» за 2011–2014г. приведены на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 - Динамика МРП, оборудованных УЭЦН по Ванкорскому месторождению

Как видно из представленного графика, среднее количество суток межремонтного периода в последние годы немного увеличилось, что является хорошим показателем, но в сравнении с 2011 годом эта цифра значительно ниже. Это, в большинстве своем, связано с коррозией металла погружного оборудования вследствие быстрого обводнения скважин.

3.1.5. Причины преждевременных ремонтов скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов

За 2014 год на производстве было произведено 78 ремонтов скважин, оборудованных установками ЭЦН.

Из общего числа ремонтов за тот год отработали свой гарантийный срок (равный одному году) 52 комплекта УЭЦН; еще 36 установок не отработали своего гарантийного срока, что составляет 40,9 % от общего числа ремонтов.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН: засорение мех. примесями, солеотложение, пагубное влияние газа, коррозия ГНО, механическое повреждение кабеля, а так же износ оборудования и брак монтажа. Рисунки 3.5, 3.6 отражают динамику тех или иных отказов работы УЭЦН, а так же проблемные фонды по тем или иным осложняющим факторам на Ванкорском месторождении.

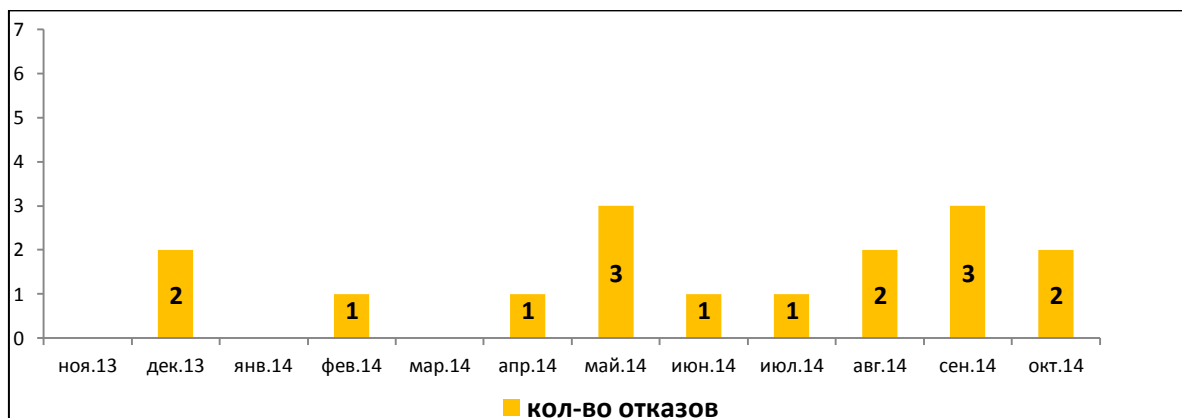


Рисунок 3.5 - Отказы УЭЦН по причине износа за конец 2013 – конец 2014 годов

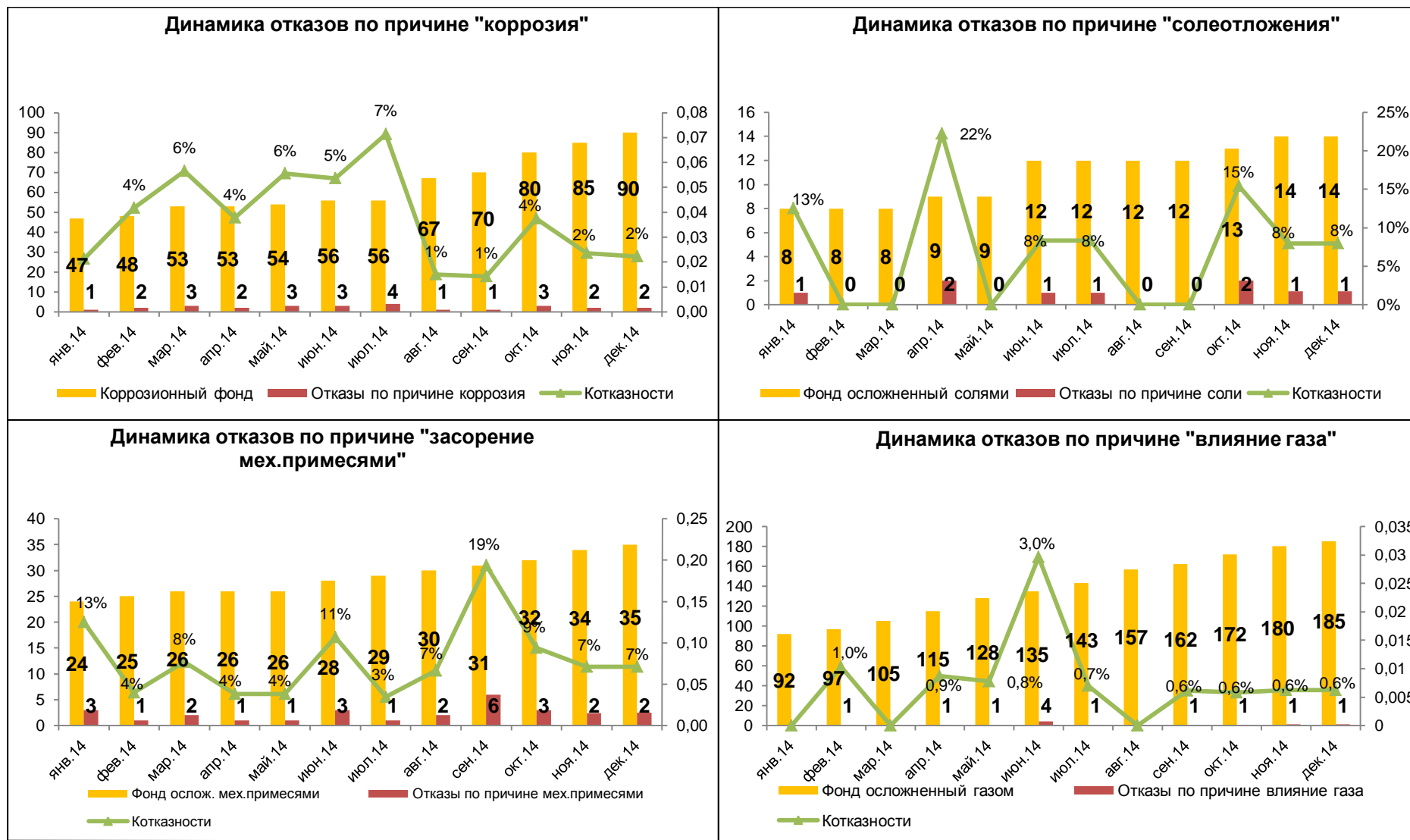


Рисунок 3.6 - Отказы осложненного фонда

3.2. Проект мероприятий по улучшению работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов

3.2.1. Пути оптимизации работы скважин с УЭЦН

Существенным резервом повышения технико-экономических показателей эксплуатации (увеличения межремонтного периода работы скважины и снижения удельного расхода электроэнергии на подъем нефти) и дебита нефти добывающих скважин является оптимизация режима работы насосного фонда.

При решении задачи оптимизации работы установок погружных электроцентробежных насосов можно пойти, как по пути технологической оптимизации (максимальные МРП работы и дебит скважины), так и по пути экономической оптимизации (минимальные затраты на добычу нефти).

В первом случае для выявления влияния геолого-технических и технологических факторов на межремонтный период работы скважин, оборудованных установками ЭЦН, используют данные по конструкции скважин и данные о работе скважины, оборудованной УЭЦН.

Обработку исходных данных производят с использованием регрессионного анализа. Результатом регрессионного анализа является зависимость вида:

$$\begin{aligned} \text{МРП} = k_0 + k_1 * B + k_2 * H_{\text{нас}} + k_3 * (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}) + k_4 * Z + \\ + k_5 * dZ_{10} + k_6 * Q_{\text{н}} + k_7 * Q_{\text{ф}}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где МРП – межремонтный период работы скважины, сут;

B – обводненность, д.е;

$H_{\text{нас}}$ – глубина подвески насоса, м;

$H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м;

Z – зенитный угол в интервале подвески, град;

dZ_{10} – искривление ствола скважины в интервале подвески, град;

$Q_{\text{н}}$ – подача УЭЦН номинальная, м³/сут;

$Q_{\text{ф}}$ – дебит скважин фактический, м³/сут;

$k_1 - k_7$ – коэффициенты регрессии.

Коэффициенты регрессии отражают влияние (вес) независимой переменной на межремонтный период работы скважины; k_0 – постоянная линейной регрессии.

Далее изменяя входные параметры каждой скважины, определяют максимально возможный межремонтный период работы. Экономический эффект получают за счет увеличения МРП, т.е. снижается число ремонтов и соответственно затраты на ремонт скважин, а также скважина меньше времени находится в простое, что ведет к дополнительной добыче нефти и соответственно к дополнительной прибыли.

В случае экономической оптимизации определяют скважины, на которых установлены установки электроцентробежных насосов большей мощности, т.е. те скважины, дебит которых гораздо меньше номинальной подачи установки ЭЦН.

При смене установки погружного электроцентробежного насоса большей производительности на установку меньшего типоразмера экономический эффект получают за счет увеличения к.п.д. установки и снижения потребления электроэнергии, т.е. не форсируя добычу нефти, но снижая затраты на ее добычу можно получить дополнительную прибыль. Мы проведем экономическую оптимизацию.

3.2.2 Подбор оборудования УЭЦН

Проведем оптимизацию погружного оборудования УЭЦН по классической методике

Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Исходные данные для оптимизации УЭЦН

Наименование показателя	Номер скважины				
	957	396	962	595	650
1. Дебит по жидкости, м ³ /сут.	287	110	75	77	191
2. Обводненность, %	9	11	3	4	22
3. Плотность нефти, кг/м ³	902	902	902	902	902
4. Плотность воды, кг/м ³	1007	1007	1007	1007	1007
5. Глубина верхних дыр перфорации (вертикальная отметка), м	1676	1682	1675	1660	1680
6. Забой, м.	3144	3858	2902	3553	3103
7. Глубина спуска НКТ (вертикальная отметка), м	1584	1634	1615	1609	1496
8. Динамический уровень (вертикальная отметка), м	418	385	401	435	394
8. Пластовое давление, атм.	121	131	99	139	117
9. Устьевое давление, атм.	23,0	19,0	31,0	34,0	11,0
10. Вязкость жидкости, сП.	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
11. Коэффициент подачи, доли	0,35	0,13	0,33	0,26	0,23
12. Внешний диаметр НКТ	89	102	73	73	102
13. Шероховатость НКТ, мм	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375	0,0375
14. Вязкость жидкости, сП.	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

Критерием несоответствия скважины и установки погружного электроцентробежного насоса является коэффициент подачи:

$$\frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{н}}} \leq 0,8 \quad , \quad (3.2)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – дебит скважины фактический, м³/сут;

$Q_{\text{н}}$ – номинальная подача установки ЭЦН, м³/сут.

Именно на этот критерий мы опирались при выборе скважин для оптимизации. Так же ,немало важным, при выборе послужил тот факт, что 3 из 5 скважины относятся к «Золотому фонду», а именно дебит нефти составляет более 100т/сут. Проведем расчеты на примере скважины №396

Скважина №396 Ванкорского месторождения расположена на кустовой площадке №17, которая в свою очередь, подает жидкость на ЦПС. Дата запуска 19.11.2010. Скважина пробурена в пласт ЯК-III-VII. Плотность нефти составляет 902кг/м³. Дебит по жидкости 110м³/сут. Обводненность 11%. Дебит по нефти 88,3 т/сут. Пластовое давление 131 атм. Глубина верхних дыр перфорации 2903м, глубина спуска НКТ 2569м. В скважину спущен насос модели 538Р62, номинальная подача которого составляет 820м³/сут.

Методика подбора оборудования УЭЦН:

1) Коэффициент подачи:

$$k = \frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{110}{820} = 0,134, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактический дебит скважины, м³/сут;

$Q_{\text{н}}$ – номинальная подача установки ЭЦН, м³/сут.

Установка ЭЦН не соответствует скважине

2) Плотность продукции:

$$\rho_{\text{ср}} = 0,11\rho_{\text{в}} + 0,89\rho_{\text{н}} = 0,11*1007 + 0,89*902 = 913,55 \text{ кг/м}^3 \quad (3.4)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³.

Рисунок 3.2. Характеристики насоса 538P62SSD

3) Зная динамический уровень скважины и глубину верхних дыр перфорации, подберем глубину спуска НКТ таким образом, чтобы она перекрывала $H_{\text{дин}}$ на 300 метров:

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{ВДП}} - H_{\text{дин}} + 300 = 1682 - 385 + 300 = 1597 \text{ м.} \quad (3.5)$$

где $H_{\text{ВДП}}$ – глубина верхних дыр перфорации, м;
 $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м;

На данной скважине, расчетная глубина спуска компоновки НКТ получилась меньше фактической на 37м.

4) Общий напор:

$$H_o = H_{\text{Р гидр}} + H_{\text{уст}} + H_{\text{тр}} \quad (3.6)$$

где $H_{\text{Р гидр}}$ – напор на преодоление гидростатического столба жидкости, м;
 $H_{\text{уст}}$ – напор на преодоление устьевое давления, м;
 $H_{\text{тр}}$ – напор на преодоление силы трения, м

5) Напор, необходимый на преодоление гидростатического столба жидкости:

$$H_{\text{Р гидр}} = H_{\text{ВДП}} - H_{\text{дин}} = 1682 - 385 = 1297 \text{ м} \quad (3.7)$$

где $H_{\text{ВДП}}$ – глубина верхних дыр перфорации, м
 $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м

6) Напор на преодоление устьевое давления:

$$H_{\text{уст}} = \frac{P_{\text{уст}} * 101325}{g \rho_{\text{ср}}} = \frac{19 * 101325}{9,81 * 913,55} = 214,8 \text{ м} \quad (3.8)$$

где $\rho_{\text{ср}}$ – плотность жидкости, кг/м^3
 g – ускорение свободного падения (9,81), м/с^2
 $P_{\text{уст}}$ – устьевое давление, атм.

7) Напор на преодоление сил трения:

$$H_{\text{тр}} = \frac{dP}{g\rho_{\text{ср}}} \quad (3.9)$$

Распределение давление по глубине:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{f\rho v^2}{2d} \quad (3.10)$$

где f – коэффициент трения Муди;
 v – скорость потока флюида, м/с;
 d – внутренний диаметр НКТ, м

Скорость потока:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{110/(24*60*60)}{0,0062} = 0,21 \text{ м/с} \quad (3.11)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут.;
 A – площадь поперечного сечения труб, м²

Площадь поперечного сечения:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14*0,0886^2}{4} = 0,0062 \text{ м}^2 \quad (3.12)$$

Внутренний диаметр НКТ

$$d = d_{\text{вн}} - 2\ell = 102 - 2*6,5 = 88,6 \text{ мм.} \quad (3.13)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внешний диаметр труб, мм;
 ℓ – толщина стенок труб, мм

Найдем значение коэффициента трения Муди. Оно берется из таблицы, зная число Рейнольдса и значение относительной шероховатости.

Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\rho_{\text{ср}} v d}{\mu} = \frac{913,55*0,21*0,0886}{8,9*10^{-3}} = 1879 \quad (3.14)$$

где μ – вязкость жидкости, мм

Относительная шероховатость:

$$\frac{k}{d} = \frac{0,0375}{88,6} = 0,0004 \quad (3.15)$$

где k – шероховатость, мм;

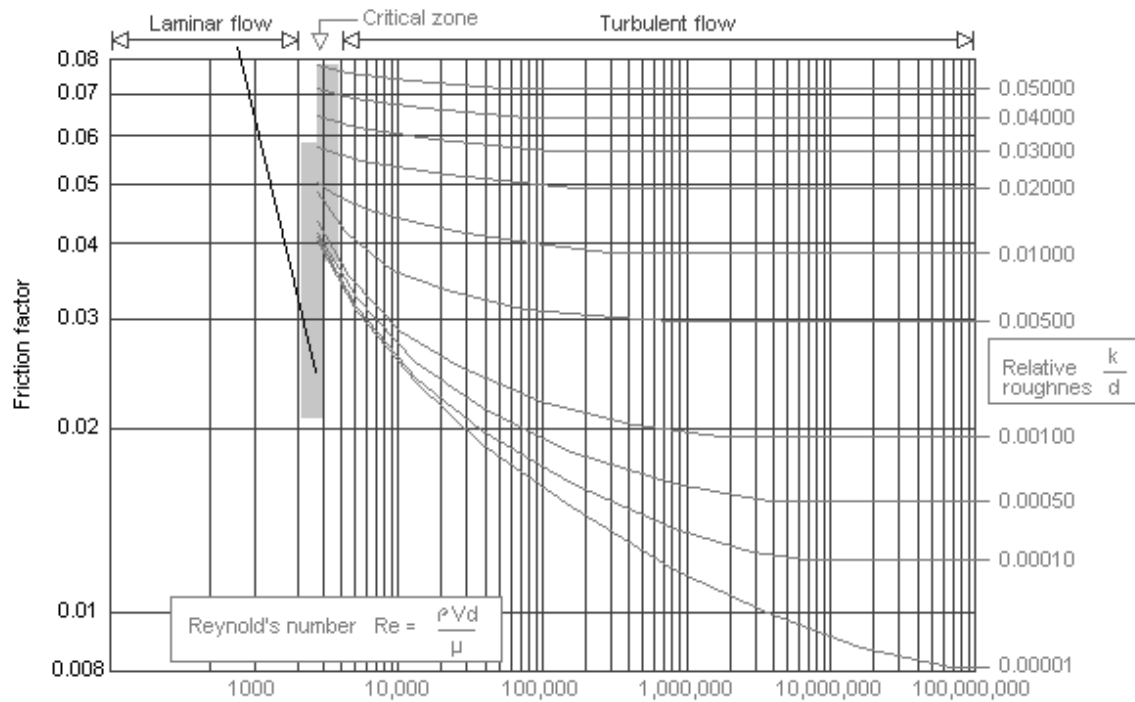


Рисунок 3.3 - Коэффициент трения Муди

Из таблицы нашли коэффициент трения Муди. Он равен 0,059. Зная скорость потока жидкости и коэффициент трения, найдем распределение давления по глубине (формула 3.11):

$$\frac{dP}{dx} = \frac{f \rho v^2}{2d} = \frac{0,059 \cdot 913,55 \cdot 0,21^2}{2 \cdot 0,0886} = 13 \text{ Па/м}$$

Отсюда следует, что дифференциал давления равен:

$$dP = 13 \cdot dx = 13 \cdot 2675 = 34732 \text{ Па}$$

Напор на преодоление сил трения (формула 3.10):

$$H_{\text{тр}} = \frac{dP}{g \rho_{\text{ср}}} = \frac{34732}{9,81 \cdot 913,55} = 3,9 \text{ м}$$

8) Найдем общий напор (формула 3.7):

$$H_o = H_{P_{гидр}} + H_{уст} + H_{тр} = 1297 + 214,8 + 3,9 = 1514,1 \text{ м.}$$

9) Исходя из дебита и общего напора, подбираем насос таким образом, чтобы он работал в своем диапазоне, давал максимальный дебит и максимальный КПД. Для данной скважины это насос модели 400P8SSD. Его диапазон дебитов варьируется от 88 до 191 м³/сут. Оптимальная подача составляет 127 м³/сут. На рисунке 3.4 представлен оптимальный диапазон работы данного насоса, а так же мощность, насос и КПД одной ступени.

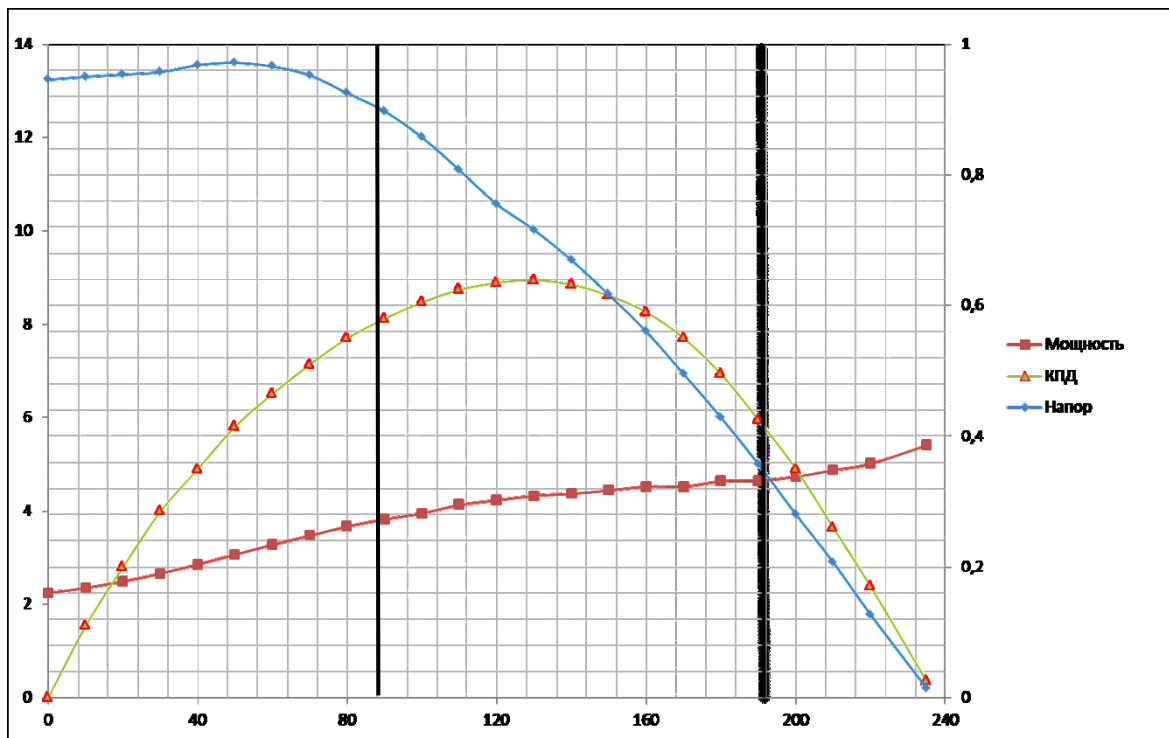


Рисунок 3.4 - Характеристики насоса 400P8SSD

10) Скважины Ванкорского месторождения имеют высокое газосодержание, вследствие чего их оборудуют несколькими дополнительными ступенями MVP по борьбе со свободным газом. К данному типоразмеру насоса подходит MVP400PSSD G12 (27ст), дающий напор 185м. Насосу, соответственно, необходимо создать напор:

$$H_n = H_o - H_{MVP} = 1511,1 - 185 = 1329,1 \text{ м} \quad (3.16)$$

где H_{MVP} – напор, создаваемый MVP,м

11) Для дебита в 110 м³/сут, соответствует напор одной ступени 11,3м. Отсюда найдем количество ступеней:

$$N = \frac{H_H}{H_c} = \frac{132917}{11,3} = 117,6 \quad (3.17)$$

где H_c – напор одной ступени, м

12) Округлим количество ступеней в большую сторону, $N = 118$ шт.
Мощность насоса:

$$P_H = N * P_c * \rho_{cp} = 118 * 0,295 * 0,914 = 32 \text{ л.с.} \quad (3.18)$$

где P_c – мощность одной ступени, л.с. (рисунок 3.4)

13) Подбираем ПЭД таким образом, чтобы выполнялось следующее условие:

$$0,5 \leq P/P_d \leq 1,0 \quad (3.19)$$

Это насос 562 КМН-J 58, развивающий мощность 58 л.с.

$$\frac{P_H}{P_d} = \frac{31,8}{58} = 0,55, \text{ условие выполняется}$$

14) Из формулы подобия рассчитаем максимальную частоту работы электродвигателя:

$$32 \left(\frac{\omega_1}{\omega_0} \right)^3 = 58 \left(\frac{\omega_1}{\omega_0} \right) \quad (3.20)$$

где ω_0 – стандартная частота (50 Гц)

$$\omega_1 = \sqrt{\frac{58}{32}} * 50 = 67,5 \text{ Гц}$$

15) Максимальный напор:

$$H_{max} = H_{1max} * N = 13,2 * 118 = 1562,3 \text{ м} \quad (3.21)$$

где H_{1max} – максимальный напор одной ступени, м

16) Максимальное давление:

$$P_{max} = \frac{\rho_{cp} g H_{max}}{101325} = \frac{913,55 * 9,81 * 1557,6}{101325} = 138,2 \text{ атм} \quad (3.22)$$

Результаты по подбору всех скважин приведены в таблице 3.2. Для сопоставления фактически установленного и подобранного оборудования сведем их в таблицу 3.3.

Таблица 3.2 - Результаты подбора УЭЦН

Наименование показателя	Номер скважины				
	957	396	962	595	650
1. Общий напор, м	1541,4	1514,1	1634,9	1619,3	1413,0
2. Выбранный насос	538P23SS D	400P8SSS D	400P4SSS D	400P4SSS D	400P12SS D
3. Марка MVP	538PMSX D G31	400PSSD G12	400PSSD G12	400PSSD G12	400PSSD G12
4. Напор MVP, м	257	185	177	177	185
5. Напор насоса, м	1284,4	1329,1	1457,9	1442,3	1228,0
6. Напор одной ступени, м	18,8	11,3	10,75	10,6	9,9
7. Количество ступеней, шт	69	118	136	137	125
8. Мощность насоса, л.с.	84	32	28	28	51
9. Выбранный ПЭД	562 КМН-J 115	562 КМН-J 58	562 КМН-J 38	562 КМН-J 38	562 КМН-J 58
10. Мощность, л.с.	115	58	38	38	58
11. Максимальная частота, Гц	58,4	67,5	58,7	58,1	53,1
12. Максимальный напор, м	23,2	13,2	13,1	13,1	12,2
13. Максимальное давление, атм	1600,8	1562,32	1774,8	1787,85	1525

17) Рассчитаем подаваемую электроэнергию для ПЭД до оптимизации за год:

$$N_{o1} = N_d * 24 * 365 = 286 * 24 * 365 = 2505360 \text{ кВт/ч} \quad (3.22)$$

где N_n – номинальная мощность ПЭД, кВт/ч

18) Рассчитаем подаваемую электроэнергию для ПЭД после оптимизации за год:

$$N_{o_2} = N_d * 24 * 365 = 86 * 24 * 365 = 376680 \text{ кВт/ч} \quad (3.23)$$

19) Разница электроэнергии до и после оптимизации:

$$\Delta N = N_{o1} - N_{o2} = 2251320 - 753360 = 2128680 \text{ кВт/ч} \quad (3.24)$$

Таблица 3.3 - Сопоставление фактически установленного и подобранного оборудования

Номер скважины	Типоразмер насоса		Типоразмер насоса		Глубина спуска НКТ, м.		Электроэнергия за год, кВт/ч.	
	фактический	расчетный	фактический	расчетный	факт.	расч.	факт.	расч.
957	538P62SSD	538P23SSD	562 КМН-J 383л.с.	562 КМН-J 115л.с.	1584	1558	2251320	753360
396	538P62SSD	400P8SSD	562 КМН-J 383л.с.	562 КМН-J 58л.с.	1634	1597	2505360	376680
962	538P17SSD	400P4SSD	562 КМН-J 153л.с.	562 КМН-J 38л.с.	1615	1574	1090620	245280
595	538P23SSD	400P6SSD	562 КМН-J 153л.с.	562 КМН-J 38л.с.	1609	1525	1090620	245280
650	538P62SSD	400P12SD	562 КМН-J 383л.с.	562 КМН-J 58л.с.	1496	1586	3267480	376680

Вывод: ко всем пяти скважинам мы подобрали другие насосы, один из которых нужно опустить ниже фактической отметки. Во всех пяти скважины подобраны насосы меньшей мощности, следствием чего являются меньшие затраты на электроэнергию.

4. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Одним из приоритетов ЗАО «Ванкорнефть» является обеспечение максимальной безопасности при разработке месторождения, предотвращение негативного воздействия нефтедобычи на окружающую среду и сохранение ранимой северной природы. Деятельность компании полностью удовлетворяет всем требованиям природоохранного законодательства РФ и стандартам ОАО «НК «Роснефть»; в то же время, ЗАО «Ванкорнефть» внедряет собственные инновации, призванные обеспечить экологическую безопасность. [16]

В своей деятельности ОАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание безопасности труда работников, сохранности здоровья населения, проживающего в районах деятельности компании. Данные направления относятся к числу приоритетных.

Четкое соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда всеми работниками и подрядчиками компании играет ключевую роль в успехе деятельности ОАО «НК «Роснефть».

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях Крайнего Севера, где расположено Ванкорское месторождение.

Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1. [1]

**Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении
строительно-монтажных работ**

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [2]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -

41°C, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [2]

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °C. [3]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [4]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии. [19]

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении

площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [5]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 4.2. [6]

Таблица 4.2 – Характеристики условий труда.

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормы освещенности для кустовых площадок

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочая площадка	VIII а	30	75

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ). В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [7]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где

концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [8]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3. [9]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [10]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [11]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих

эту сферу безопасности [12].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [2].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [2]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;

- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [13].

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устьевой арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания. [18]

Извещать работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ можно при помощи сигнализаторов СВК-3М1, СГП-1ХЛ4, которые реагируют на наличие в воздухе горючих веществ (паров нефти и нефтепродуктов).

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5. [14]

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Технологический процесс заводнения нефтяных залежей связан со сбросом загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, это приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промышленные сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод – повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

В ЗАО «Ванкорнефть» по охране и рациональному использованию водных ресурсов выполняется множество мероприятий, а именно:

- капитальный ремонт водоводов;
- внедрение металлопластмассовых труб;
- использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов;
- метод внедрения протекторной защиты от коррозии трубопроводов и запорной арматуры на блоках гребенок;
- герметизация эксплуатационной колонны;
- ликвидация нефтегазопроявлений.

Для борьбы с загрязнением воздуха используют методы по снижению выбросов.

Проектом освоения Ванкора предусмотрено 100%-е обезвреживание отходов, на месторождении применяется уникальная технология термостабилизации почвы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установки погружного электроцентробежного насоса при применении не требуют каких-либо сооружений или фундаментов и позволяют вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любых районах в любое время года.

УЭЦН не требует постоянного ухода и наблюдения за работой.

Добыча жидкости скважинами, оборудованными УЭЦН, обходиться значительно дешевле. Ремонт их дешевле по сравнению с другими видами механизированной добычи.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БТВН – блок технологический Ванкорнефти.
ГНО – глубинно-насосное оборудование.
ГТМ – геолого-техническое мероприятие.
МРП – межремонтный период.
НГДУ – нефтегазодобывающее управление.
НКТ – насосно-компрессорные трубы.
ПЗП - призабойная зона пласта.
ПРС – подземный ремонт скважины.
ПЭД – погружной электродвигатель.
СНО – средняя наработка на отказ.
ТКРС - текущий и капитальный ремонт скважин.
УДНГ – управление добычи нефти и газа.
УЭЦН - установка электроцентробежного насоса.
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.
ЦПРС – цех подземного ремонта скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Годовой отчет по скважинам и разработке нефтяных месторождений на землях НГДУ «Ванкорнефть» за 2014 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
2. Годовой отчет деятельности УДНГ «Ванкорнефть» за 2014 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
3. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1965. – 272 с.
4. Галлямов М.Н., Батталов Р.М., Узбеков Р.Б. Установление оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 1981. – № 12. – С. 14–16.
5. Технологический регламент на применение оборудования для эксплуатации скважин установками погружных центробежных насосов. РД 39–0147276–018–95. Составители БашНИПИНефть. .
6. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И.Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399 с.
7. Годовой отчет планово-экономической деятельности ЗАО «Ванкорнефть» за 2014 год
8. Инструкция Компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 И-0011 «Формирование базы данных по химическому составу попутно-добываемых вод нефтедобывающих скважин», 2011 г., 59 с.

Источники БЖД

1. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
3. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
4. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
5. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
6. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
7. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

8. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
9. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
11. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
12. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
13. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
15. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
16. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.
17. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.
- 18.. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.
19. А. А. Мордвинов, О. М. Корохонько. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Учебное пособие, часть 3. Ухта. -2010. -97с.
20. Ванкорское газонефтяное месторождение. Краткий анализ экономических условий освоения месторождения. Красноярск . -1998.
21. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
23. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
24. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.
25. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.
- 26.. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.